

# ANALISA DATA *PRESSURE BUILDUP TEST* DENGAN METODE HORNER DAN STANDING UNTUK MENGETAHUI KONDISI PRODUKTIVITAS SUMUR SGC-X PT. PERTAMINA EP ASSET 1 *FIELD* JAMBI

## PRESSURE BUILDUP TEST ANALYSIS WITH HORNER AND STANDING METHODS TO GET PRODUCTIVITY CONDITION OF SGC-X WELL PT. PERTAMINA EP ASSET 1 *FIELD* JAMBI

**Aldhitia Mahenda<sup>1</sup>, Ubaidillah Anwar Prabu<sup>2</sup>, Budhi Kuswan Susilo<sup>3</sup>**

<sup>1,2</sup> Jurusan Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Sriwijaya

<sup>3</sup> Program Studi Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Sriwijaya

Jl. Raya Palembang – Prabumulih KM.32 Indralaya, Sumatera Selatan, Indonesia

E-mail : aldhitia\_m@yahoo.com

### ABSTRAK

Produktivitas suatu sumur biasanya dinyatakan secara grafis, yaitu dengan kurva inflow performance relationship (IPR). Apabila terjadi penurunan produksi maka perlu diketahui penyebab penurunan produksi tersebut. Penyebab penurunan produksi tersebut antara lain akibat penurunan tekanan reservoir dan perubahan kondisi formasi disekitar lubang sumur. Untuk mengidentifikasi kondisi yang menyebabkan terjadinya penurunan laju produksi tersebut dilakukan Pressure Buildup (PBU) Test. PBU test dilakukan dengan memproduksi sumur selama selang waktu tertentu dengan laju alir yang konstant, kemudian menutup sumur tersebut. Dari data tersebut kita buat kurva Horner antara tekanan dasar penutupan sumur vs interval waktu penutupan. Dari analisa data yang dilakukan maka dapat diketahui bahwa sumur SGC-X memiliki tekanan dasar sumur pada produksi 59,357 bfpd yaitu tekanan dasar actual flowing 800,916 psi dan tekanan dasar actual static 1275,315 psi. Hasil analisa metode horner, pada kurva tekanan static penutupan terhadap waktu penutupan didapatkan tekanan reservoir awal 1560 psi. Kondisi formasi disekitar lubang sumur juga telah mengalami kerusakan, hal ini dilihat dari nilai skin (S) adalah 3,01783 ( $S=+$ ), maka menurut analisa metode Horner terjadi indikasi kerusakan formasi. Hasil perhitungan efisiensi aliran (FE) actual sumur SGC-X yaitu 0,5504. Berdasarkan analisa kurva inflow performance relationship (IPR) metode Standing sumur SGC-X, laju produksi fluida maksimal pada kondisi ideal,  $FE=1$  adalah 177,186 bfpd dan laju produksi fluida maksimal pada kondisi aktual,  $FE=0,5504$  adalah 132,60 bfpd.

Kata kunci : Produktivitas, PBU, Sumur SGC-X, Analisa, IPR

### ABSTRACT

Productivity of a well is usually expressed graphically which the inflow performance relationship curve (IPR). If a decline in production it is necessary to know the cause of the decline in production. Causes include decreased production due to reservoir pressure decline and changes in the condition of the formation surrounding the wellbore. To identify the conditions that caused a decrease in the rate of production is Pressure buildup (PBU) test. Pressure buildup test conducted by the producing wells during a certain time interval with a constant flow rate, then shut down the well. From these data we create Horner curve between the closure of the well bottom pressure against time interval closure. From the data analysis is done well it can be seen that the SGC-X has a base pressure of actual flowing pressure of 800,916 psi and 1275,315 psi static actual basis. Results of analysis of Horner's method, on the closing of the static pressure curve closing time obtained initial reservoir pressure 1560 psi. Formation surrounding the wellbore conditions also have been damaged, it is seen from the results of the damage factor/skin (S) is equal to 3,01783 ( $S=+$ ), then according to Horner's method of analysis occurs defect formation (formation damage). The results of the calculation of the flow efficiency (FE) wells actual SGC-X is equal to 0,5504. Based on the inflow performance relationship curve analysis (IPR) method SGC-X Standing wells, maximum fluid production rate under ideal conditions,  $FE=1$  is 177,186 bfpd, while the maximum fluid production rate at actual conditions,  $FE=0.5504$  is 132,60 bfpd.

Keywords : Productivity, PBU, SGC-X Well, Analysis, IPR

## 1. PENDAHULUAN

Latar belakang dari penelitian ini yaitu sumur minyak yang telah dibor, diharapkan dapat mengalirkan fluida ke permukaan dengan menggunakan tenaga/tekanan reservoir yang tersedia secara alami maupun dibantu dengan pengangkatan buatan (*artificial lift*). Biasanya proses ini akan berlangsung sampai pada suatu saat dimana tekanan reservoir akan berkurang, sehingga kemampuan untuk mengangkat fluida ke permukaan menurun. Apabila hal tersebut terjadi perlu dilakukan uji sumur (*well testing*) agar diketahui apakah ada perubahan kondisi formasi disekitar lubang sumur dan kondisi produktivitas sumur tersebut. Pada kondisi saat ini sumur SGC-X mengalami penurunan produksi hingga mencapai 59,357 bfpd dengan kondisi tekanan dasar sumur saat ini belum diketahui. Walaupun demikian, hal ini mengindikasikan adanya penurunan tekanan reservoir dan terjadi indikasi gangguan pada kondisi formasi disekitar lubang sumur. Maka dari itu dapat dibuat hipotesis yaitu apakah sumur SGC-X ini mengalami perubahan kondisi formasi disekitar lubang sumur. Produktivitas sumur yang terjadi gangguan pada kondisi formasi biasanya dinyatakan secara grafis, yaitu dengan kurva *inflow performance relationship* (IPR) metode *standing*. Metode Standing digunakan untuk mengetahui bentuk kurva *inflow performance relationship* (IPR) pada sumur yang telah terjadi perubahan kondisi formasi ( $FE \neq 1$ ) dimana tekanan alir dasar sumur dipengaruhi dengan perubahan efisiensi aliran. Untuk mengidentifikasi kondisi diatas, salah satu program yang dilakukan adalah melalui pengujian tekanan sumur dalam selang waktu tertentu dengan laju aliran yang tetap, kemudian menutup sumur tersebut sehingga tekanan statik dasar menjadi naik yang dikenal dengan pengujian sumur (*well test*) *Pressure Buildup* (PBU) *test*. *Pressure buildup test* ini dianalisa dengan menggunakan metode Horner. Metode Horner merupakan hubungan antara tekanan statik penutupan sumur terhadap waktu penutupan dalam skala semi logaritma untuk menentukan tekanan reservoir awal ( $P^*$ ), tekanan 1 jam, dan *slope* sehingga akan diperoleh permeabilitas ( $k$ ), *skin* ( $S$ ), penurunan tekanan akibat *skin* ( $\Delta P_{skin}$ ), efisiensi aliran ( $FE$ ), dan produktivitas indeks ( $PI$ ) sehingga dari hasil *pressure buildup test* ini akan menunjukkan kondisi sumur SGC-X. Apabila *skin* berharga positif ( $S > 0$ ) maka sumur tersebut mengalami kerusakan formasi disekitar lubang sumur. Namun apabila *skin* berharga negatif ( $S < 0$ ) maka sumur tersebut mengalami perbaikan formasi.

Rumusan masalah dari latar belakang di atas adalah menentukan besar tekanan dasar *flowing* dan tekanan dasar *static* pada zona perforasi sumur SGC-X. Menganalisa *pressure buildup test* dengan metode Horner untuk mengidentifikasi kondisi formasi disekitar lubang sumur SGC-X dan untuk mengetahui produktivitas sumur SGC-X yang mengalami perubahan kondisi terhadap kondisi normal.

Tujuan dari penelitian ini adalah mengetahui tekanan dasar *static* dan tekanan dasar *flowing* pada zona perforasi sumur SGC-X. Melakukan analisa *pressure buildup test* dengan metode Horner untuk mendapatkan nilai tekanan reservoir awal, *skin* dan efisiensi aliran sumur SGC-X untuk mengidentifikasi kondisi formasi disekitar lubang sumur apakah telah terjadi gangguan. Membuat kinerja produktivitas sumur setelah kondisi formasi disekitar lubang sumur dianalisa terhadap kondisi normal sumur SGC-X pada kurva *Inflow Performance Relationship* dengan Metode Standing.

Dalam penelitian ini, Penulis hanya melakukan pengamatan untuk mengetahui data tekanan dasar zona perforasi pada interval kedalaman 1440 – 1446 meter di sumur SGC-X. Data tersebut akan dianalisa dengan metode Horner untuk menentukan kondisi formasi disekitar lubang sumur dan metode Standing untuk mengetahui produktivitas sumur SGC-X di Lapangan Gelam PT. Pertamina EP Asset 1 Field Jambi.

Dasar teori penelitian ini yaitu Metode Horner adalah berdasarkan hubungan antara *transient* tekanan statik dengan fungsi dari waktu dalam skala logaritma [1]. Analisa ini dilakukan dengan cara memplot data tekanan ( $P_{ws}$ ) pada saat penutupan sumur terhadap *Horner time* ( $((t_p + \Delta t) / \Delta t)$ ) dari kurva tersebut didapatkan harga  $m$ ,  $PI$  jam, dan  $P^*$  [2].

Tahapan-tahapan interpretasi *Pressure Buildup Test* dengan menggunakan metode Horner [3] adalah sebagai berikut :

1. Buat tabel data uji tekanan dasar penutupan sumur ( $P_{ws}$ ), waktu penutupan ( $\Delta t$ ), waktu Horner ( $((t_p + \Delta t) / \Delta t)$ ) dan  $\Delta P = P_{ws} - P_{wf}$  dimana  $P_{wf}$  adalah tekanan dasar sumur pada waktu  $t = 0$
2. Plot antara  $\Delta P = (P_{ws} - P_{wf})$  terhadap  $\Delta t$  pada grafik log-log. Tentukan titik awal kenaikan tekanan hingga awal tekanan mulai stabil dan ukur 1 cycle dari titik tersebut untuk menentukan awal dari tekanan yang tidak terpengaruh oleh *wellbore storage*.
3. Pada data awal terjadi efek *wellbore storage*, pengaruh *wellbore storage* terlihat dengan adanya data awal tekanan yang belum stabil.
4. Buatlah Kurva Horner antara  $((t_p + \Delta t) / \Delta t)$  pada skala log vs tekanan penutupan sumur ( $P_{ws}$ ). Tarik garis lurus dimulai dari data yang tidak dipengaruhi oleh *wellbore storage*.
5. Tekanan statik mula-mula ( $P^*$ )  
Tekanan Statik mula-mula merupakan tekanan statik sumur pada saat sebelum diproduksi. Untuk mengetahui harga  $P^*$  ini yaitu dengan mengekstrapolasikan garis lurus (C-D) tersebut hingga mencapai harga waktu penutupan ( $\Delta t$ ) tak terhingga ( $E-E'$ ) atau harga  $((t_p + \Delta t) / \Delta t) = 1$ .

6. Tekanan 1 jam (P1jam)

Tekanan satu jam langsung diperoleh dari kurva Horner dari waktu 1 jam (F') dengan perpotongan perpanjangan garis ekstrapolasi pada saat menentukan P\* (E-E') seperti pada gambar 3.7.

7. Slope (m)

Slope merupakan kemiringan dari bagian linier dari grafik tekanan. *Slope* (m) ini dicari dengan membaca harga kenaikan tekanan penutupan sumur untuk setiap satu log cycle.

Penentuan slope dari grafik diperoleh dari persamaan :

$$m = \left| \frac{\Delta P_{ws}}{\log\left(\frac{t_e'}{t_g}\right)} \right| \quad (1)$$

Dimana :

m = *Slope*

$\log(t_e'/t_g)$  = Perubahan fungsi waktu

$\Delta P_{ws}$  = Perubahan tekanan statik, psi

Dengan metode horner dapat dibuat kurva *semilog* tekanan statik penutupan sumur (Pws) terhadap fungsi waktu  $[(t_p + \Delta t)/\Delta t]$  pada grafik. Hasilnya akan didapat nilai tekanan statik mula-mula (P\*), tekanan satu jam (P 1 *hour*), dan kemiringan (*slope*). Ketiga data ini akan digunakan untuk menghitung permeabilitas (k), faktor *skin* (S), penurunan tekanan akibat faktor *skin* ( $\Delta P_{skin}$ ), produktivitas indeks (PI), dan efisiensi aliran (FE) [4]. Proses perhitungan tersebut dapat ditentukan dengan rumus dibawah ini :

1. Permeabilitas (k)

Permeabilitas adalah ukuran kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida. Gerakan fluida dari suatu titik ke titik lainnya akan terjadi apabila adanya perbedaan tekanan antara kedua titik tersebut. Setelah didapat harga *slope* (m), selanjutnya dapat ditentukan harga permeabilitas dengan persamaan sebagai berikut :

$$k = \frac{162,6 \cdot q \cdot \mu \cdot B_o}{m \cdot h} \quad (2)$$

Dimana :

k = permeabilitas, mD

q = laju produksi fluida minyak, bfpd

$\mu$  = viskositas fluida minyak, cp

B<sub>o</sub> = faktor volume formasi minyak

h = ketebalan lapisan produktif, ft

m = Slope, psi/cycle

2. *Skin* (S)

*Skin* merupakan suatu besaran yang menunjukkan ada atau tidaknya kerusakan formasi disekitar lubang sumur. *Skin* ini mengakibatkan berkurangnya permeabilitas formasi disekitar lubang bor disebabkan oleh runtuhnya dinding lubang sumur, terjadinya pengendapan, dan invansi partikel-partikel selama pemboran, *completion*, dan produksi berjalan. Kerusakan tersebut dapat menyebabkan berkurangnya permeabilitas disekitar lubang bor, sehingga permeabilitas rata-rata dari formasi disekitar sumur tersebut menjadi rendah. Harga *skin* dapat dicari dari hasil analisa *pressure buildup test* metode Horner

$$S = 1,151 \left[ \frac{P_{1jam} - P_{wf}}{m} - \left( \log \frac{k}{\phi \cdot \mu_o \cdot C_t \cdot r_w^2} \right) + 3,23 \right] \quad (3)$$

Dimana :

S = *Skin*

k = permeabilitas, mD

$\mu$  = viskositas minyak, cp

$\Phi$  = porositas batuan

r<sub>w</sub> = radius sumur, feet

C<sub>t</sub> = Kompresibilitas batuan, psi<sup>-1</sup>

P1hour = Tekanan 1 jam, psi

Selanjutnya menurut Horner (1951) dalam metode Horner ini dapat dibuat suatu klasifikasi nilai *Skin* [5], yaitu :

$S = +$  (positif), terindikasi adanya kerusakan formasi

$S = 0$  (nol) menyatakan dalam kondisi normal

$S = -$  (negatif), terindikasi adanya perbaikan formasi

### 3. Produktivitas Indeks (PI)

Produktivitas Indeks (PI) merupakan perbandingan antara laju produksi ( $q$ ) sumur pada tekanan alir dasar sumur tertentu dengan perbedaan tekanan statik formasi. Secara matematis PI ideal dinyatakan sebagai berikut :

$$PI_{ideal} = \frac{q}{P^* - P_{wf} - \Delta P_{skin}} \quad (4)$$

Sedangkan pada kondisi aktual disebut  $PI_{actual}$ , yang dirumuskan sebagai berikut :

$$PI_{actual} = \frac{q}{P^* - P_{wf}} \quad (5)$$

Dimana :

PI = produktivitas indeks, bfpd/psi

$P^*$  = tekanan statik mula-mula, psi

$P_{wf}$  = Tekanan aliran dasar sumur, psi

$q$  = laju produksi fluida minyak, bfpd

### 4. Efisiensi Aliran (FE)

*Flow Efficiency* adalah rasio antara selisih tekanan statik reservoir dengan tekanan alir reservoir, jika disekitar lubang sumur tidak terjadi kerusakan terhadap besar penurunan sebenarnya. FE ditentukan dengan persamaan :

$$FE = \frac{P^* - P_{wf} - \Delta P_{skin}}{P^* - P_{wf}} \quad (6)$$

Harga  $\Delta P_{skin}$  menunjukkan besar kehilangan tekanan yang terjadi pada daerah skin, dirumuskan dalam persamaan :

$$\Delta P_{skin} = 0,87 \cdot m \cdot S \quad (7)$$

Dimana :

FE = efisiensi aliran

$\Delta P_{skin}$  = penurunan tekanan reservoir, psi

$m$  = kemiringan, psi/cycle

$S$  = skin

Selanjutnya menurut metode Horner ini dapat dibuat suatu klasifikasi hubungan antara efisiensi aliran dengan kondisi suatu formasi sumur [6], yaitu :

FE = 1, menunjukkan sumur dalam kondisi normal

FE < 1, sumur telah mengalami kerusakan formasi

FE > 1, sumur telah mengalami perbaikan formasi

Kurva *inflow performance relationship* (IPR) adalah hubungan antara tekanan alir dasar sumur ( $P_{wf}$ ) dan laju produksi ( $q$ ). Hubungan ini menggambarkan kemampuan suatu sumur untuk mengangkat fluida dari dasar sumur ke permukaan atau kemampuan sumur untuk memproduksi berdasarkan jenis reservoir, tenaga pendorong reservoir, tekanan reservoir dan permeabilitas [7]. Untuk mengetahui bentuk kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*) pada sumur yang telah terjadi kerusakan formasi ( $FE < 1$ ) atau perbaikan formasi ( $FE > 1$ ). *Standing* melakukan penelitian untuk menentukan kurva IPR yang memiliki *flow efficiency* (FE) dapat digunakan persamaan Standing [8], yaitu :

$$\frac{Q}{Q_{max}} = 1 - 0,2 \left( \frac{P'_{wf}}{P_s} \right) - 0,8 \left( \frac{P'_{wf}}{P_s} \right)^2 \quad (8)$$

Dimana :

$Q_{max}$  = laju produksi maksimal pada kondisi FE = 1 dan  $P'_{wf} = P_s - (P_s - P_{wf})FE$

Bentuk persamaan diatas adalah persamaan kurva IPR Standing yang dapat digunakan untuk menentukan kurva IPR setelah terjadi kerusakan formasi atau perbaikan formasi [9]. Persamaan IPR Standing ini lebih baik digunakan pada kondisi terjadinya kerusakan formasi ( $FE < 1$ ). Besarnya laju produksi maksimal pada kondisi  $FE \neq 1$  akan tercapai pada saat  $Pwf = 0$  psi, dimana bentuk persamaannya adalah

$$Q = Q_{max} [1 - 0,2(1-FE) - 0,8(1-FE)^2] \quad (9)$$

Dimana :

$Q$  = laju produksi maksimal pada kondisi  $FE \neq 1$

## 2. METODE PENELITIAN

Dalam penelitian ini dilakukan metode penelitian sebagai berikut :

### 1. Studi literatur

Studi literatur dilakukan pada beberapa referensi yang mendukung isi materi yang akan dikaji pada penelitian ini. Maka dalam penulisan ini akan ditunjang dengan latar belakang serta teori yang kuat sehingga pengolahan data, pembahasan dan kesimpulan dilakukan dengan bantuan literatur yang saling berhubungan.

### 2. Pengumpulan data diperoleh dari observasi lapangan. Pada observasi lapangan ini diperoleh dua data yaitu : Data Primer, data ini berdasarkan observasi di lapangan yaitu data *pressure buildup (PBU) test*, berupa data tekanan penutupan sumur terhadap setiap interval penutupan sumur dan data tekanan *flowing* serta *static* sumur. Data Sekunder, diperoleh pada file perusahaan yang telah tersedia yaitu data produksi (laju alir fluida, radius sumur) dan data teknik reservoir (porositas, ketebalan lapisan produktif, viskositas, kompresibilitas, dan faktor volume formasi).

### 3. Pengolahan Data

Pengolahan data dilakukan dengan cara kualitatif yaitu dengan pembuatan kurva tekanan penutupan sumur terhadap waktu horner  $[(tp+\Delta t)/\Delta t]$ . Pengolahan data dilanjutkan dengan cara kuantitatif yaitu dengan cara menentukan tekanan statik awal, *slope*, dan  $P$  1jam.

### 4. Analisa Data

Metode analisa data yang digunakan dalam penelitian ini adalah menentukan tekanan statik awal, *slope*, dan  $P$  1jam baik secara kualitatif maupun kuantitatif dengan metode *Horner* untuk mengetahui permeabilitas, skin, dan efisiensi aliran (*flow efficiency*) sumur SGC-X. Setelah itu dilanjutkan dengan menganalisa kondisi produktivitas sumur SGC-X dengan kurva *Inflow Performance Relationship* metode *Standing*.

## 3. HASIL DAN PEMBAHASAN

PT. Pertamina EP Asset 1 *Field* Jambi melakukan operasi *well testing* pada sumur SGC-X. Sumur SGC-X tersebut berada di Lapangan Gelam dengan zona perforasi pada lapisan N dikedalaman 1440 – 1446 m dan terletak di wilayah kabupaten Muaro Jambi. Seiring berjalannya produksi pada sumur SGC-X, telah terjadi penurunan laju produksi sumur SGC-X saat ini. Tekanan reservoir terindikasi semakin menurun dan terindikasi terjadi gangguan pada kondisi formasi disekitar lubang sumur sehingga tidak optimal untuk mengangkat minyak ke permukaan menyebabkan laju produksi fluida minyak menjadi menurun. (Gambar 1)



Gambar 1. Kurva Laju Produksi Sumur SGC-X

Tabel 1. Hasil Pengukuran Tekanan Dasar Sumur SGC-X

No	Kedalaman Sumur (m)	Kedalaman Sumur (ft)	Pwf (Psi)	Ps (Psi)	Temp (°F)
1	0	0	80,45	572,65	70,74
2	200	656,2	98,88	629,43	82,54
3	400	1312,4	157,34	698,64	93,43
4	600	1968,6	237,53	783,52	104,33
5	800	2624,8	365,23	886,85	118,32
6	1000	3281	497,57	993,07	136,48
7	1200	3937,2	631,12	1115,81	179,82
8	1400	4593,4	770,87	1247,09	198,76

Tekanan dasar sumur terdiri atas dua bagian yaitu tekanan dasar sumur saat terjadi aliran (*pressure well flowing*, Pwf) dan tekanan dasar sumur saat kondisi statik (*pressure well static*, Ps) yang diukur pada interval kedalaman sumur dari 0 m hingga 1400 m dalam kondisi terjadi aliran dan statik (Tabel 1). Tekanan dasar sumur *flowing* dan *static* ini diperlukan untuk menentukan kondisi produktivitas sumur SGC-X. Selanjutnya data Pwf dan Ps dihitung gradient tekanan pada tiap interval kedalaman untuk menghitung tekanan aliran dan statik dasar pada zona perforasi 1440 – 1446 meter di sumur SGC-X. Untuk menentukan Tekanan dasar (P), yaitu tekanan alir (Pwf) dan tekanan statik (Ps) pada puncak perforasi menggunakan persamaan [10] sebagai berikut :

$$P = [(h_p - h_t) \times \nabla P_t] + P_t \quad (10)$$

Berdasarkan persamaan diatas, dimana zona perforasi diwakili dengan mid perforasi ( $h_p$ ) sumur SGC-X sebesar 1443 m = 4734,1944 ft dan kedalaman ukur terdalam ( $h_t$ ) dari alat EMR sebesar 1400 m = 4593,12 ft, gradient tekanan aliran 1400 m ( $\nabla P_t$  alir) = 0,2130 psi/ft, gradient tekanan statik 1400 m ( $\nabla P_t$  statik) = 0,2001 psi/ft, tekanan alir pada 1400 m ( $P_{t \text{ alir}}$ ) = 770,87 psi dan tekanan statik pada 1400 m = 1247,09 psi (Tabel 3.1), maka dapat dihitung tekanan alir di puncak perforasi (Pwf) dan tekanan statik di puncak perforasi (Ps) sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{a. Pwf} &= \left[ (4734,1944 - 4593,12) \text{ft} \times 0,2130 \frac{\text{Psi}}{\text{ft}} \right] + 770,87 \text{ psi} \\ &= 800,916 \text{ psi} \end{aligned}$$

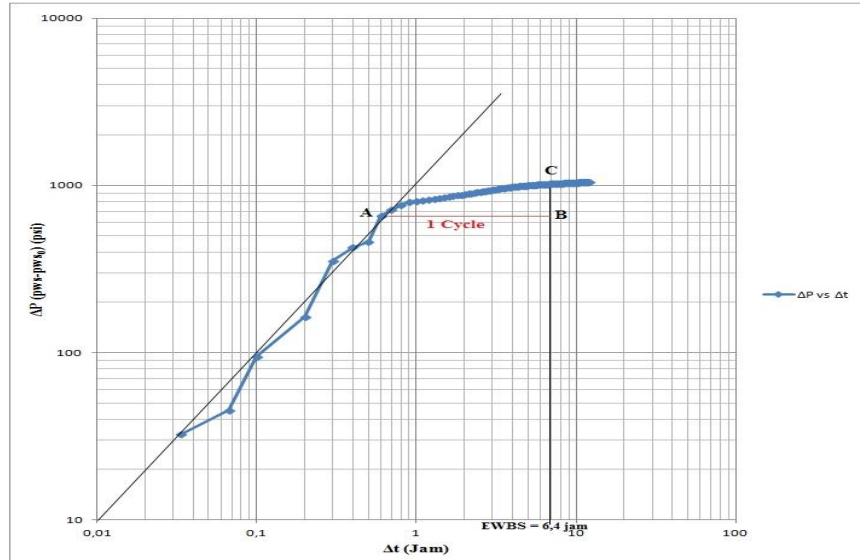
$$\begin{aligned} \text{b. Ps} &= \left[ (4734,1944 - 4593,12) \text{ft} \times 0,2001 \frac{\text{Psi}}{\text{ft}} \right] + 1247,09 \text{ psi} \\ &= 1275,315 \text{ psi} \end{aligned}$$

Dari hasil perhitungan diatas didapat tekanan aliran dasar sumur pada zona perforasi adalah 800,916 psi dan tekanan statik dasar sumur pada zona perforasi adalah 1275,315 psi. Selanjutnya dilakukan analisa data *pressure buildup test* untuk dapat menentukan apakah terdapat skin pada sumur SGC-X.

### 3.1. Analisa Pressure Buildup Test

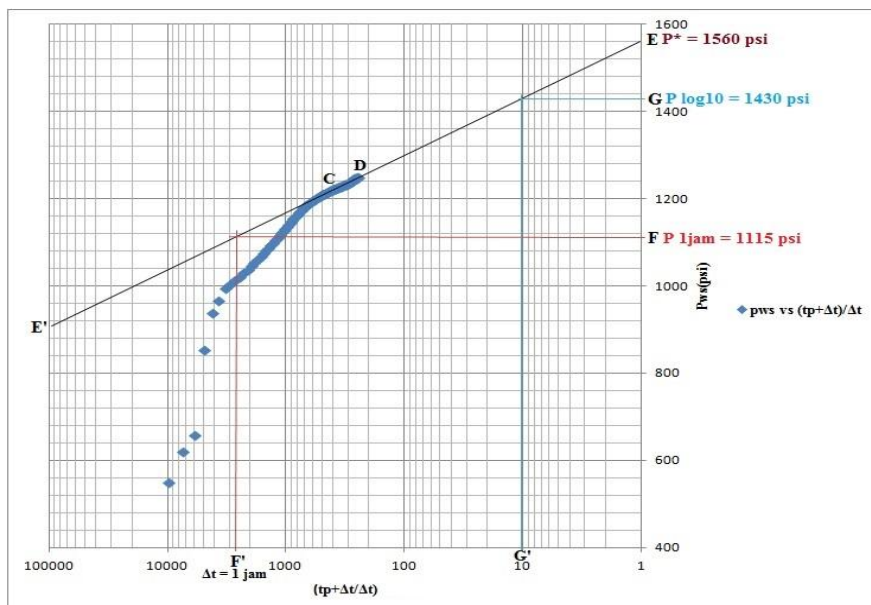
*Pressure Buildup Test* adalah suatu teknik pengujian tekanan statik sumur dalam interval waktu penutupan sumur SGC-X. Alat yang digunakan dalam pengukuran ini yaitu *electronic memory record* (EMR) *Pioneer Petrotech Service*. Pengukuran *Pressure Buildup Test* dilakukan dengan menutup aliran di kepala sumur sehingga tidak terjadi aliran (kondisi statik) selama 720 menit (12 jam) dengan waktu produksi ( $t_p$ ) sumur SGC-X 2928 jam. Data hasil pengukuran tersebut yang terdiri dari waktu penutupan (jam), tekanan statik penutupan (psi) dan temperature (F)

Kurva PBU test metode Horner adalah metode grafis untuk mengetahui faktor terjadinya penurunan laju produksi untuk menganalisa kondisi formasi. Untuk menganalisa kurva PBU test metode Horner, langkah awal yang dilakukan adalah plot kurva antara perubahan tekanan ( $\Delta P$ ) terhadap waktu penutupan ( $\Delta t$ ) pada grafik log-log untuk menentukan akhir dari periode *wellbore storage*. *Wellbore storage* adalah tekanan pengukuran yang belum mencerminkan kondisi tekanan reservoir namun hanya mencerminkan kondisi tekanan lubang sumur. Untuk menganalisanya, tarik garis lurus 45° sampai mendekati kenaikan tekanan yang mulai stabil pada titik A (0,6 jam ; 659,414 psi). Dari titik A ukur 1 cycle (titik A – B) untuk menentukan *end of wellbore storage* (EWBS). Maka didapat tekanan yang tidak terpengaruh oleh efek *wellbore storage* yaitu dimulai pada titik C (6,4 jam ; 1213,084 psi). Tekanan penutupan sumur yang dipengaruhi *wellbore storage* belum bisa untuk menentukan tekanan reservoir mula-mula ( $P^*$ ) (Gambar 2).



**Gambar 2. Kurva Log antara Tekanan *Buildup* ( $\Delta P$ ) terhadap Waktu penutupan ( $\Delta t$ )**

Selanjutnya plot kurva (Gambar 3) antara tekanan statik penutupan ( $P_{ws}$ ) terhadap fungsi waktu Horner  $[(t_p + \Delta t)/\Delta t]$  untuk mendapatkan tekanan statik reservoir mula-mula ( $P^*$ ), tekanan 1 jam ( $P$  1jam), dan slope ( $m$ ). Ekstrapolasi garis lurus untuk menentukan tekanan reservoir mula-mula ( $P^*$ ) dimulai dari data yang tidak dipengaruhi efek *wellbore storage* yaitu pada titik C (451,423; 1213,905 psi) hingga titik D (244,989; 1247,998 psi) maka didapat tekanan statik awal reservoir ( $P^*$ ) 1560 psi. Untuk menentukan tekanan satu jam, tentukan nilai dari  $((t_p + \Delta t)/\Delta t)$  pada saat penutupan sumur ( $\Delta t$ ) selama satu jam. Dari fungsi waktu  $((t_p + \Delta t)/\Delta t)$  pada saat penutupan sumur ( $\Delta t$ ) pada satu jam yaitu 2929 nilai ini diperlihatkan pada titik F' (2929; 1003,891 psi). Dari nilai fungsi waktu tersebut tarik garis secara vertikal hingga berpotongan pada garis E – E', kemudian tarik garis lurus secara horizontal sampai memotong tekanan statik penutupan sumur ( $P_{ws}$ ), maka didapatkan  $P$  1 hour sebesar 1115 psi. Sedangkan *slope* ( $m$ ) dicari dengan membaca harga kenaikan tekanan statik penutupan sumur untuk setiap satu log cycle. Nilai pada tekanan statik ( $P_{ws}$ ) adalah nilai tekanan statik ( $P$  log10) sebesar 1430 psi.  $P$  log10 ini digunakan untuk menentukan *slope* dengan interval antara  $P^*$  terhadap  $P$  log10 pada satu cycle maka *slope* ( $m$ ) didapat 130 psi/cycle.



**Gambar 3. Kurva Horner antara Tekanan Statik terhadap Fungsi Waktu**

Analisa kurva *pressure buildup test* antara tekanan statik penutupan ( $P_{ws}$ ) terhadap waktu Horner menghasilkan Tekanan awal reservoir ( $P^*$ ), Tekanan satu jam ( $P_{1 \text{ hour}}$ ), dan kemiringan (*slope*). Nilai tekanan dan *slope* dari kurva tersebut digunakan untuk menentukan permeabilitas ( $k$ ), faktor kerusakan (skin), penurunan tekanan akibat faktor skin ( $\Delta P_{skin}$ ), produktivitas indeks (PI), dan efisiensi aliran (FE) dalam proses menganalisa sumur SGC-X mengalami kerusakan formasi atau tidak. Hal tersebut akan dilihat dari nilai skin ( $S$ ) dan efisiensi aliran (FE) yang terjadi pada sumur SGC-X.

Permeabilitas batuan ( $k$ ) merupakan nilai yang menunjukkan kemampuan suatu batuan untuk mengalirkan fluida. Variabel yang digunakan untuk menghitung permeabilitas, *slope* ( $m$ ) hasil kurva *pressure buildup* 130 psi/cycle, data reservoir dan PVT; laju alir ( $q$ ) 59,357 bfpd, viskositas ( $\mu$ ) 1,147 cp, faktor volume formasi ( $B_o$ ) 1,2322 bbl/stb dan ketebalan lapisan produktif ( $h$ ) 19,6848 feet, maka didapatkan sebagai berikut :

$$k = \frac{162,6 \cdot q \cdot \mu \cdot B_o}{m \cdot h}$$

$$k = \frac{162,6 (59,357)(1,147)(1,2322)}{(130)(19,6848)}$$

$$k = 5,33044 \text{ mD}$$

*Skin* merupakan suatu besaran yang menunjukkan ada atau tidaknya kerusakan formasi disekitar lubang sumur. *Skin* menyebabkan zona disekitar perforasi yang mengalami penurunan permeabilitas. *Skin* dapat ditentukan berdasarkan data yang diketahui sebagai berikut, data hasil *pressure buildup test* ;  $P_{1 \text{ hour}} = 1115 \text{ psi}$ ,  $P_{ws} (\Delta t=0) = 195,12 \text{ psi}$ ,  $m = 130 \text{ psi/cycle}$  dan data reservoir dan PVT;  $k = 5,33044 \text{ mD}$ ,  $\Phi = 0,2416$ ,  $\mu = 1,147 \text{ cp}$ ,  $ct = 3,25 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ ,  $r_w = 0,35 \text{ feet}$ . Hasil perhitungan skin sebagai berikut :

$$S = 1,151 \left[ \frac{P_{1 \text{ hour}} - P_{ws}}{m} - \left( \log \frac{k}{\phi \cdot \mu_o \cdot C_t \cdot r_w^2} \right) + 3,23 \right]$$

$$S = 1,151 \left[ \frac{1115 - 195,12}{130} - \left( \log \frac{5,33044}{(0,2416)(1,147)(3,25 \cdot 10^{-6})(0,35)^2} \right) + 3,23 \right]$$

$$S = 3,01783$$

Dari hasil perhitungan besarnya nilai skin. Hasil yang didapat nilai skin berharga positif ( $S > 0$ ) maka sumur SGC-X tersebut mengalami kerusakan formasi disekitar lubang sumur (*Formation Damage*). Nilai skin ini mempengaruhi produktivitas aktual sumur SGC-X.

Harga  $\Delta P_{skin}$  menunjukkan besar penurunan tekanan yang terjadi pada daerah skin. Adapun analisa perubahan penurunan tekanan akibat kerusakan formasi (skin) dapat ditentukan berdasarkan data yang diketahui sebagai berikut, Data dari analisa kurva metode Horner sebagai berikut :  $m = 130 \text{ psi/cycle}$ ,  $S = 3,0177$ . Maka didapatkan nilai  $\Delta P_{skin}$  :

$$\begin{aligned} \Delta P_{skin} &= 0,87 \cdot m \cdot S \\ &= 0,87 \cdot (130) \cdot (3,01783) \\ &= 341,3166 \text{ psi} \end{aligned}$$

### 3.2. Analisa Kondisi Produktivitas Sumur SGC-X

Untuk menentukan produktivitas sumur SGC-X dapat dilihat dari produktivitas indeks (PI) sumur tersebut. Dimana produktivitas indeks ini akan mencerminkan kualitas dari sumur itu sendiri pada kondisi ideal dan kondisi aktual saat ini. Berdasarkan data yang diketahui, Data hasil analisa kurva *pressure buildup test* dan data produksi sumur SGC-X :  $q = 59,357 \text{ bfpd}$ ,  $\Delta P_{skin} = 341,302 \text{ psi}$ ,  $P^* = 1560 \text{ psi}$  dan  $P_{wf} = 800,916 \text{ psi}$

$$PI_{\text{actual}} = \frac{q}{P^* - P_{wf}}$$

$$PI_{\text{actual}} = \frac{59,357 \text{ bfpd}}{1560 \text{ psi} - 800,916 \text{ psi}}$$

$$PI_{\text{actual}} = 0,07820 \text{ bfpd/psi}$$



Sedangkan untuk produktivitas indeks ideal ditentukan menggunakan persamaan :

$$PI_{ideal} = \frac{q}{P^* - P_{wf} - \Delta P_{skin}}$$

$$PI_{ideal} = \frac{59,357 \text{ bfpd}}{1560 \text{ psi} - 800,916 \text{ psi} - 341,3166 \text{ psi}}$$

$$PI_{ideal} = 0,14208 \text{ bfpd/psi}$$

Efisiensi aliran merupakan suatu perbandingan antara produktivitas indeks aktual dengan produktivitas indeks ideal. Nilai efisiensi aliran (FE) sumur SGC-X dihitung berdasarkan data hasil *pressure buildup test*,  $P^* = 1560$  psi,  $P_{wf} = 798,82$  psi dan  $\Delta P_{skin} = 341,302$  psi. Maka didapatkan nilai efisiensi aliran sebagai berikut :

$$FE = \frac{PI_{actual}}{PI_{ideal}}$$

$$FE = \frac{1560 \text{ psi} - 800,916 \text{ psi} - 341,302 \text{ psi}}{1560 \text{ psi} - 800,916 \text{ psi}}$$

$$FE = 0,5504$$

Setelah kita menganalisa *Bottom Hole Pressure* dan *Pressure Buildup Test* pada Sumur SGC-X dengan analisa metode Horner. Kita dapatkan data Tekanan Dasar Sumur dan Flow Efficiency (FE) yang akan digunakan dalam membuat kurva IPR. Analisa kurva IPR menggunakan metode *Standing* karena sumur telah mengalami kerusakan formasi ( $S = +$ ). Data hasil analisa,  $P^* = 1560$  psi,  $FE = 0,5504$ ,  $q = 59,357$  bbl/day,  $P_s = 1275,315$  psi, dan  $P_{wf} = 800,916$  psi.

Hasil perhitungan laju produksi maksimal ( $q_{max}$ ) untuk sumur SGC-X yaitu :

a. Untuk  $FE = 1$

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0,2 \left[ 1 - FE \left( 1 - \frac{P_{wf}}{P_s} \right) \right] - 0,8 \left[ 1 - FE \left( 1 - \frac{P_{wf}}{P_s} \right) \right]^2$$

$$\frac{59,357}{q_{max}} = 1 - 0,2 \left[ 1 - 0,5504 \left( 1 - \frac{800,916}{1275,315} \right) \right] - 0,8 \left[ 1 - 0,5504 \left( 1 - \frac{800,916}{1275,315} \right) \right]^2$$

$$q_{max} = 177,186 \text{ bfpd}$$

b. Untuk  $FE = 0,5516$

Laju produksi maksimal pada kondisi  $FE \neq 1$  akan tercapai pada saat,  $P_{wf} = 0$

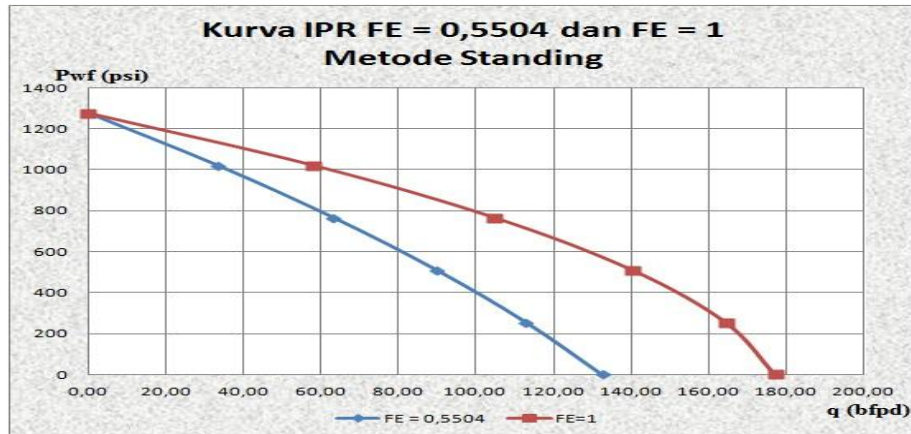
$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0,2 \left[ 1 - FE \left( 1 - \frac{P_{wf}}{P_s} \right) \right] - 0,8 \left[ 1 - FE \left( 1 - \frac{P_{wf}}{P_s} \right) \right]^2$$

$$\frac{q}{177,186} = 1 - 0,2 \left[ 1 - 0,5504 \left( 1 - \frac{0}{1275,315} \right) \right] - 0,8 \left[ 1 - 0,5504 \left( 1 - \frac{0}{1275,315} \right) \right]^2$$

$$q = 132,60 \text{ bfpd}$$

**Tabel 2. Tabulasi Data Untuk Membuat Kurva IPR Sumur SGC-X dengan Metode Standing**

No	pwf/ps	pwf	FE = 0,5504		FE = 1	
			q	q/qmax	q	q/qmax
1	0	0	132,60	0,748	177,186	1
2	0,2	255,063	112,951	0,637	164,428	0,928
3	0,4	510,126	89,866	0,507	140,331	0,792
4	0,6	765,189	63,346	0,358	104,894	0,592
5	0,8	1020,252	33,391	0,188	58,117	0,328
6	1	1275,315	0	0	0	0



**Gambar 3.4 Kurva IPR Metode Standing Sumur SGC-X Untuk FE = 1 dan FE = 0,5504**

Kurva *inflow performance relationship* (IPR) adalah hubungan antara tekanan alir dasar sumur ( $P_{wf}$ ) dan laju produksi fluida minyak ( $q_o$ ) pada sumur SGC-X. Kurva IPR metode *standing* memperlihatkan pada kondisi normal FE = 1 didapatkan laju alir ( $q$ ) maksimal sebesar 177,186 barel fluid per day (bfpd) dan kondisi aktual FE = 0,5504 didapatkan laju aliran ( $q$ ) maksimal sebesar 132,60 barel fluid per day (bfpd). Pada kondisi ideal (FE = 1) sumur SGC-X dapat berproduksi maksimum 177,186 bfpd sedangkan pada kondisi aktual (FE = 0,5504) sebesar 132,60 bfpd. Perbedaan laju produksi ini disebabkan karena adanya skin yang berpengaruh terhadap menurunnya efisiensi aliran aktual terhadap efisiensi aliran ideal sumur SGC-X. Maka dapat dinyatakan sumur SGC-X mengalami kerusakan formasi.

#### 4. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil pembahasan pada bab sebelumnya maka dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Pada zona perforasi sumur SGC-X lapisan N di kedalaman 1440 - 1446 meter memiliki tekanan dasar static 1275,315 psi dan tekanan dasar flowing 800,916 psi.
2. Dari analisa pressure buildup test dengan metode Horner sumur SGC-X, pada kurva antara tekanan penutupan sumur terhadap waktu Horner didapatkan tekanan statik awal reservoir 1560 psi. Kondisi formasi disekitar lubang sumur SGC-X terindikasi telah mengalami kerusakan formasi (formation damage). Hal ini dapat dilihat dari hasil analisa skin (faktor kerusakan) sebesar +3,0178 dan efisiensi aliran (FE) dibawah kondisi normal sebesar 0,5506.
3. Produktivitas sumur SGC-X memiliki laju alir fluida produksi aktual sebesar 132,60 bfpd (FE = 0,5504) sedangkan sumur tersebut pada kondisi normal (FE = 1) dapat menghasilkan laju alir produksi maksimal sebesar 177,186 bfpd. Maka formasi disekitar lubang sumur SGC-X telah mengalami kerusakan formasi (formation damage).

#### DAFTAR PUSTAKA

- [1] Chaudhry, Amanat., (2004). *Oil Well Testing Handbook*. Texas : Gulf Professional is imprint Elsevier.
- [2] Lee, John., (1982). *Well Testing*. New York : Society of Petroleum Engineers of AIME.
- [3] Matthews, C.S., (1967). *Pressure Buildup and Flow Test in Wells*. New York : Society of Petroleum Engineers of AIME.
- [4] Sabet, M.A., (1991). *Well Test Analysis*. Texas : Gulf Professional is imprint Elsevier.
- [5] Dake, L.P., (1994). *The Practice of Reservoir Engineering*. Amsterdam : Development in Petroleum Science, Elvesier.
- [6] Faruk, Civan., (2007). *Reservoir Formation Damage*. USA : Gulf Professional is imprint Elsevier.
- [7] Anomyous ., (2012). *Laporan dan Tinjauan Perusahaan*. Jambi : PT. Pertamina EP Asset 1.
- [8] Beggs, H.Dale., (1991). *Production Optimization*. Okhlahoma : Petroskill Publication.
- [9] Tarek, Ahmed., (2006). *Reservoir Engineering Handbook*. Texas : Gulf Professional is imprint Elsevier.
- [10] Earlougher, Robert C., (1977). *Advances in Well Test Analysis*. New York : Society of Petroleum Engineers of AIME.

## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

Yang bertanda tangan di bawah ini ,

Nama : Aldhitia Mahenda  
NIM : 03091002060  
Jurusan : Teknik Pertambangan  
Fakultas : Teknik  
Universitas : Universitas Sriwijaya

Menyatakan bahwa Skripsi / Tugas Akhir / Karya Ilmiah, dengan judul : “*Analisa Data Pressure Buildup Test dengan Metode Horner dan Standing untuk Mengetahui Kondisi Produktivitas Sumur SGC-X PT. Pertamina EP Asset 1 Field Jambi*” , merupakan karya sendiri dan benar keasliannya.

Jika dikemudian hari Skripsi / Tugas Akhir / Karya Ilmiah ini merupakan hasil plagiat atau penjiplakan, maka saya bersedia bertanggung jawab dan menerima sanksi yang dijatuhkan oleh Universitas Sriwijaya kepada saya sesuai dengan ketentuan yang berlaku.

Inderalaya, 28 Februari 2014

Penulis,

Aldhitia Mahenda  
NIM. 03091002060